

ЗАСТОСУВАННЯ SMART GRID ТЕХНОЛОГІЙ ДЛЯ БАЛАНСУВАННЯ РЕЖИМІВ В ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ

Буславець О. А.¹, Лежнюк П. Д.²

¹Директорат енергетичних ринків
²Вінницький національний технічний університет

Розглянуто задачу балансування електроенергії в локальній електричній системі за участі заявленого подинного графіка генерування відновлюваних джерел електроенергії.

Постановка проблеми. Для реалізації нової концепції розвитку електроенергетики необхідна зміна парадигми керування енергосистемою – від концепції централізованого керування – до концепції розподіленого керування. Нові умови й каталізатори розвитку галузі формують потребу в розробленні й впровадженні нових технологій і елементів, що забезпечують:

– рух потоків електроенергії й інформації від енергетичних компаній до споживачів і в зворотному шляху;

– постійний контроль за всіма елементами мережі – від роботи електростанцій до споживання електроенергії індивідуальними пристроями;

– інтеграцію розподілених джерел електроенергії (у тому числі поновлюваних) і засобів зберігання електроенергії.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Для покращання умов оптимального керування режимами електроенергетичних систем в рамках концепції Smart Grid передбачується розвиток наступних функціональних властивостей [1]:

1. Самовідновлення при зміні станів.

2. Мотивація активної поведінки кінцевого споживача.

3. Забезпечення надійності та якості електроенергії.

4. Використання різних типів електростанцій і систем акумуляування електроенергії – розподілене генерування.

5. Розширення ринків електроенергії і потужності для споживача.

Зокрема відкритий доступ до ринку централізованого і розподіленого генерування. ЕЕС на базі концепції Smart Grid надасть більші можливості для споживачів і виробників електроенергії за рахунок збільшення пропускної здатності магістральних мереж, розміщення розподілених джерел енергії в розподільних електричних мережах ближче до споживачів. Змінюється статус споживача, обумовленого тим, що він може мати власні джерела електроенергії. Як приклад застосування Smart Grid технологій покажемо на прикладі локальної електричної системи (ЛЕС) з відновлюваними джерелами електроенергії (ВДЕ). Модернізація сучасних систем електропостачання з розвитком відновлюваних джерел електроенергії і обмеженням централізованого електропостачання тісно пов'язана з Smart Grid технологіями. Планований

техніко-економічний ефект від впровадження ВДЕ може бути досягнутий шляхом узгодження в часі оптимізації процесів вироблення, транспортування і споживання електроенергії. Електричні мережі за рахунок локальних систем керування, самоналадження та самодіагностування можуть здійснювати регулювання постачанням електроенергії в залежності від режиму її споживання, але за умови достатнього інформаційного забезпечення. За допомогою сучасних інформаційно-комунікаційних технологій "розумні" мережі забезпечать інформаційне сполучення централізованого електропостачання, а також споживачів електроенергії з ВДЕ. Важливою задекларованою особливістю Smart Grid [1, 2] є можливість для постачальників електроенергії контролювати роботу електроустановок споживачів, тобто дистанційно регулювати споживання електроенергії, зсуваючи його в часі й "підганяючи" під оптимальний графік сукупного генерування [3, 4]. У перспективі за рахунок гнучких зворотних зв'язків з використанням комунікаційних мереж можливе керування режимами роботи окремих електроустановок споживачів з метою адаптування режимів споживання під нестабільне генерування ВДЕ. Переваги такого підходу очевидні.

Метою статті є підвищення балансової надійності локальних електричних систем шляхом керування потужністю ВДЕ з використанням Smart Grid технологій.

Матеріали дослідження. На рис. 1 показано як формується баланс потужності в ЛЕС з комбінованим електропостачанням. Поступлення електроенергії здійснюється від внутрішніх джерел (електростанцій вітрових (ВЕС) і сонячних (СЕС), малих гідроелектростанцій (ГЕС), когенераційних (КГУ) і біогазових (БГУ) установок) та джерел централізованого живлення. Навантаження трансформаторних підстанцій складається з навантаження споживачів і генерування джерел електроенергії, які знаходяться у них на балансі. Для ЛЕС з комбінованим електропостачанням можуть виникати три різні задачі оптимізації: забезпечення максимального прибутку від реалізації їх електроенергії за умов багатоступеневого тарифу енергоринку та технічних обмежень з боку окремих ВДЕ; зменшення залежності локальної електричної системи з сумарним навантаженням $P_{\text{нав}}(t)$ від централізованого енергопостачання, тобто мінімізації навантаження локальної системи на основний центр

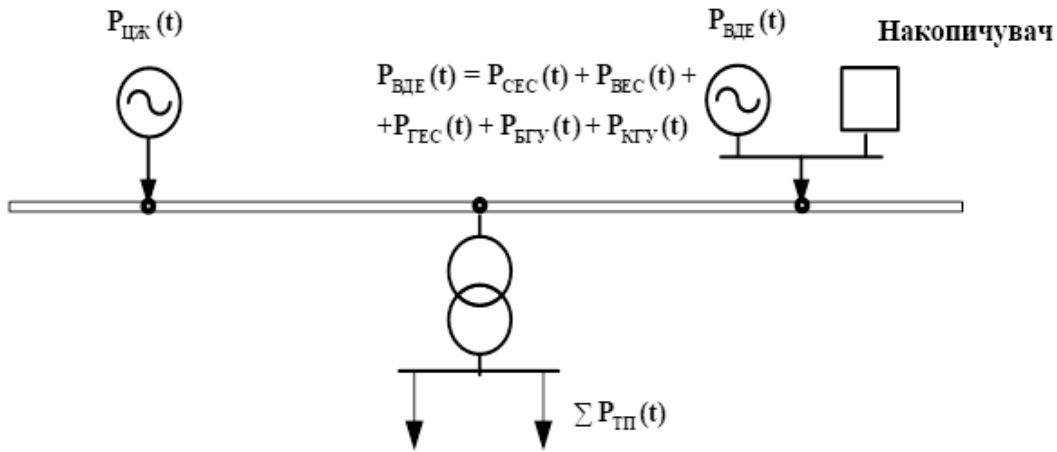


Рисунок 1 – Баланс потужності в локальній електричній системі

живлення; мінімізації на інтервалі часу $t_0 - t_k$ відхилень від заявленого на наступну добу прогнозованого графіка генерування в ЛЕС з врахуванням метеорологічних умов та характеристик ВДЕ.

Зі зростанням обсягу генерування ВДЕ в електричних мережах актуальною стає задача, яка формулюється наступним чином

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2} \left(P_{ВДЕ}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) \right)^2 dt \rightarrow \min, \quad (1)$$

де $P_{ВДЕ}(t)$ – заявлений (заданий) графік сумарного генерування ВДЕ в ЛЕС;

$\sum_{i=1}^n P_i(t)$ – поточне сумарне генерування ВДЕ, n – кількість керованих ВДЕ в ЛЕС.

В ЛЕС для надійного та якісного електропостачання споживачів має підтримуватися баланс потужності

$$P_{\delta ae}(t) + \sum_{i=1}^n P_i(t) - \sum_{j=1}^m P_{\delta i j}(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (2)$$

де $P_{\delta ae}(t)$ – потужність, яка передається в ЛЕС від централізованих джерел електроенергії;

$P_{\delta i j}(t)$ – навантаження трансформаторних підстанцій (ТП);

m – кількість ТП;

$\Delta P(t)$ – технологічні втрати електроенергії (ТВЕ) в електричних мережах ЛЕС.

З (2) визначається потужність централізованого живлення ЛЕС

$$P_{\delta ae}(t) = \sum_{j=1}^m P_{\delta i j}(t) + \Delta P(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) = 0. \quad (3)$$

Потужність $P_{\delta ae}(t)$ в залежності від внутрішнього балансу потужності в ЛЕС може бути зі знаками плюс або мінус. В першому випадку централізоване живлення є резервом генерування в ЛЕС, а в другому – ЛЕС віддає надлишок електроенергії в ЕЕС. Відмітимо, що необхідною умовою визначення $P_{\delta ae}(t)$ є підтримання з заданою точністю генерування ВДЕ в

ЛЕС (ідеально мало б бути $P_{ВДЕ}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) = 0$). При

цьому має враховуватися прогнозна інформація щодо метеопараметрів, яка надається відповідною підсистемою автоматизованою системою керування (АСК) і дозволяє достатньо адекватно відтворювати стани керованих ВДЕ на наступну добу. За рахунок цього умовно-керовані та нестабільні джерела енергії типу ВЕС та СЕС в цільових функціях та обмеженнях задач оптимального керування можна представити математичним сподіванням часових залежностей генерування $M_{ВЕС}\{P(t)\}$, $M_{СЕС}\{P(t)\}$, $t \in [t_0; t_k]$.

Щодо навантаження трансформаторних підстанцій, то воно визначається за методикою, викладеною в [5]. Втрати ТВЕ в електричних мережах ЛЕС $\Delta P(t)$ визначаються за допомогою програмного комплексу [6], в якому використовуються типові графіки і метод визначення навантаження трансформаторних підстанцій.

В балансі потужності ЛЕС суттєве значення має заявлений графік генерування ВДЕ $P_{ВДЕ}(t)$, точність дотримання якого залежить від точності прогнозу метеопараметрів. Кращі системи прогнозування "на день наперед" дають похибку в межах до $\pm 20\%$. Така похибка не може задовольнити вимоги щодо точності погодинного графіка генерування ВЕС і СЕС 10%.

Підвищити точність погодинного генерування ВЕС і СЕС на добу вперед можливо, зменшивши похибку прогнозу метеопараметрів, що має об'єктивні обмеження, або використовуючи інші методи.

Як показує практичний досвід, кращий метод прогнозування генерування ВЕС і СЕС – це об'єднання усереднення прогнозів, отриманих від різних постачальників. Як варіант – встановлення певних довірчих коефіцієнтів для параметрів різних метеослужб.

Інший шлях – організація балансувального в реальному часі пункту групою ВЕС і СЕС, генерування кожної з них моделюється і прогнозується окремо. Інтегруючі прогнози від локальних виробників дають більш точне значення сумарного генерування. Разом з тим, такий підхід спрощує і здешевлює підтримування балансу з застосуванням накопичувачів електроенергії або з використанням системного резерву як платної послуги. В цьому випадку простіше узгоджувати графіки генерування ВЕС і СЕС та навантаження споживачів електроенергії.

Найбільше відхилення від заявленого погодинного графіка генерування ВЕС і СЕС можна компенсувати двома способами. Перший – контролювати не погодинний графік потужності генерування, а сумарне генерування електроенергії за добу. Як правило, тут похибка вкладається у встановлені 10%. Другий спосіб виконання заявленого добового графіка потужності – це допустити одну-дві його поточні корекції за результатами реальних вимірювань. Враховуючи розосередженість ВЕС і СЕС в ЛЕС, така корекція практично не вплине на баланс в ній.

Забезпечення балансу режимів ЛЕС в процесі генерування, розподілу та споживання електроенергії з урахуванням особливостей ВЕС і СЕС у реальному часі крім потужних комунікаційних можливостей розосередженої системи керування вимагає залучення

відповідних підходів щодо формування керуючих впливів та законів керування окремими джерелами електроенергії з урахуванням специфіки їх керованості та спостережності. Як приклад, такої системи можна навести систему керування ЛЕС з ВДЕ, яка використовується у "Вінницяобленерго" (див. рис. 2). Особливістю цієї системи керування є те, що вона відкрита для доповнення новими функціями і розширення можливостей. На сьогодні вона доповнена блоком, в якому використовуються типові графіки навантаження і реалізована методика визначення максимального навантаження ТП [5] для прогнозування балансу потужності в ЛЕС і визначення ТВЕ в електричних мережах. Для підтримування балансу потужності в ЛЕС і генерування ВЕС і СЕС за графіком, узгодженим з оператором по розподілу електроенергії, запропоновано АСК "Energy Storage" накопичувачами електроенергії.

Відповідно до Smart Grid технологій децентралізація частини функцій керування (рис. 2) за рахунок застосування локальних систем керування, переважно автоматичних, потребує створення умов стійкості, адекватності та адаптивності керування енергетичними об'єктами, як у штатних ситуаціях – з метою оптимізації функціонування, так і у нештатних – з метою швидкої ліквідації аварій та мінімізації їх наслідків.

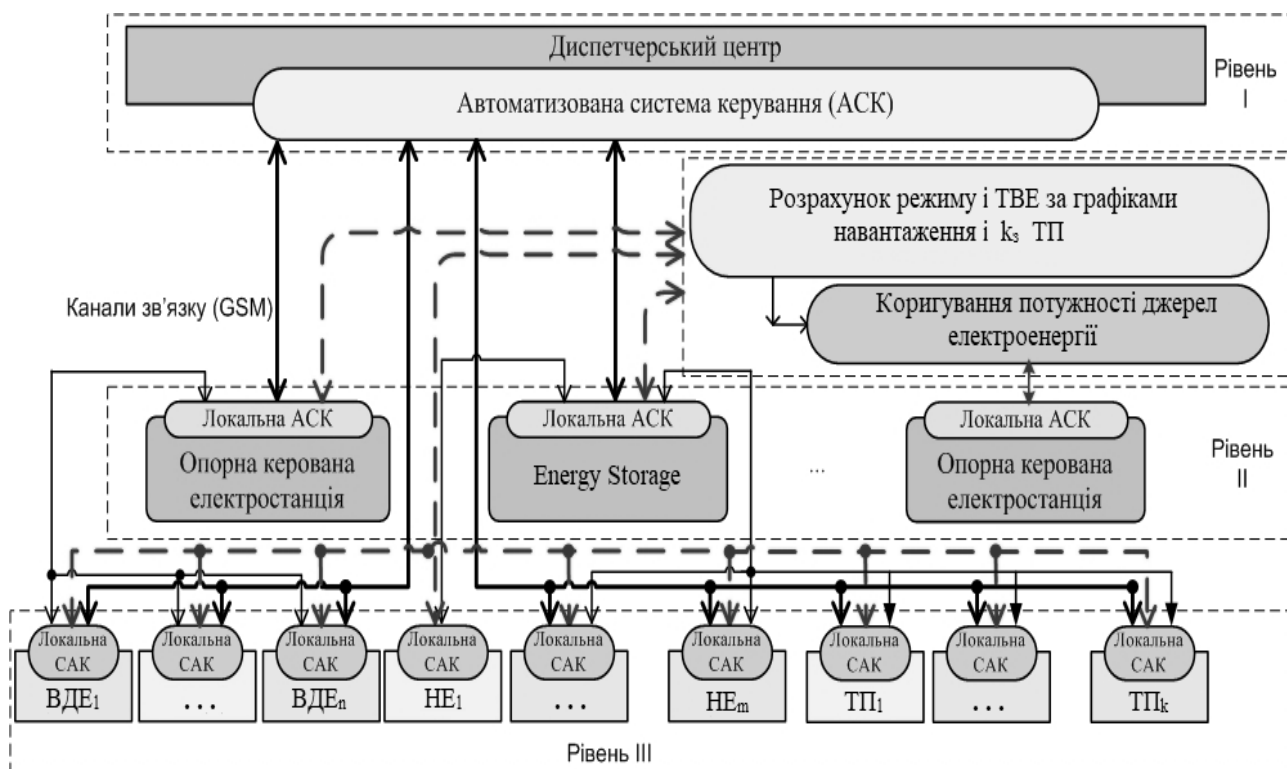


Рисунок 2 – Структурна схема АСК джерелами електроенергії з локальними САК

Таким вимогам, щодо керування режимами локальної електричної системи найбільше відповідає адаптивне керування ВДЕ з децентралізацією частини функцій. Адаптивні системи автоматичного керування (САК) дозволяють здійснювати керування технологічними процесами в умовах неповної або недосконалої поточної інформації відносно характеристик

об'єкту керування та впливів зовнішнього середовища, що характерне для відновлюваних джерел енергії, особливо, якщо керування має здійснюватися у реальному часі. Найбільш відомим напрямком детермінованих функціонально-адаптивних, саморегульованих систем керування є керування з еталонною моделлю.

Враховуючи наведене вище для реалізації комплексу задач оптимального керування ВДЕ в розподільних мережах необхідною умовою є забезпечення можливості централізованого керування об'єктом у реальному часі. Однак, ця умова не може бути забезпечена через просторову розподіленість об'єкта керування та обмежену надійність каналів зв'язку між ними та диспетчерським центром. Виходячи з цього автоматизована система керування з необхідним переліком функцій керування побудована як централізована система оперативного керування з децентралізацією функцій реального часу (рис. 2) за рахунок застосування локальних систем автоматичного керування.

Особливістю роботи ЛЕС з ВДЕ є те, що навіть коли вони розімкнені, але працюють паралельно з магістральними мережами, то утворюються лінії з двостороннім живленням. В цих випадках, а, як правило, мережі працюють саме так, виникає задача компенсації впливу мережі вищої напруги на мережу нижчої напруги. Наслідком такого впливу є додаткові втрати електроенергії в мережі нижчої напруги. Зменшити ці втрати можна, коригуючи потоки потужності між ВДЕ і централізованими джерелами електроенергії. Реально це можна зробити або змінюючи потужність ВДЕ, або змінюючи коефіцієнти трансформації трансформаторів зв'язку розподільної і магістральної мереж. В першому випадку відповідним чином коригується графік генерування ВДЕ в межах допустимих відхилень заявленого ними графіка.

Оскільки графіки навантаження споживачів електроенергії постійно змінюються, то змінюється і потік розподіл в ЛЕС. Відслідковувати і оптимізувати потоки потужності в ЛЕС можливо тільки за допомогою АСК, схема якої показана на рис. 2. Для коригування потоків потужності в ЛЕС використовуються керовані ВДЕ. Це можуть бути ВЕС, СЕС і малі ГЕС, що входять в неї.

Можливий інший варіант оптимального керування потоками потужності в ЛЕС, коли електричні мережі в ній замкнені. В цьому випадку, оскільки мережі вищої напруги (ВН) і нижчої напруги (НН) працюють паралельно, то необхідно зменшувати додаткові втрати електроенергії в ЛЕС за допомогою АСК в темпі процесу. Коригувальних дій ВДЕ, як правило, недостатньо і для оптимізації потоків потужності в ЛЕС необхідно задіяти трансформатори зв'язку її з ЕЕС. Ними вводяться зрівнювальні електрорушійні сили в замкнені контури і компенсується вплив неоднорідності електричних мереж ВН і НН.

Висновки. Модернізація електроенергетики на основі концепції Smart Grid дозволяє суттєво покращити керуваність процесів генерування, транспортування, розподілу та споживання електроенергії. Завдяки Smart Grid технологіям електроенергетика адаптується до ринкових умов. Впровадження Smart Grid технологій на рівні локальних електричних систем підтверджує їх техніко-економічну ефективність. Перехід на нову технологічну платформу обіцяє піднятися на вищий рівень щодо енергоефективності систем електропостачання, підвищити надійність, якість та економічність електропостачання.

Список використаних джерел

1. NIST Releases Report on Smart Grid Development // National Institute of Standards and Technology (USA) – Recognized Standards for Inclusion In the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0 (електронний ресурс). Режим доступу: http://collaborate.nist.gov/wiki-sggrid/bin/view/SmartGridInterim_Roadmap/Interim_Roadmap_Final.
2. European Smart Grids Technology Platform // European Commission. Directorate-General for Research Sustainable Energy System, EUR 22040, 2006. – 44 p.
3. Лежнюк П. Д. SMART GRID технології в електроенергетиці / П. Д. Лежнюк, О. А. Буславець // Матеріали XIII Міжнародної конференції "Контроль і управління в складних системах". – Вінниця: ВНТУ, 2016. – С. 6–10.
4. Лежнюк П. Д. Узгодження графіків генерування відновлюваних джерел енергії та електричного навантаження в локальній електричній системі // П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук / Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка. Технічні науки. "Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України". – Харків: ХНТУСГ. № 2. – 2016. – С. 30–37.
5. Буславець О. А. Визначення максимального навантаження трансформаторних підстанцій розрахунковим шляхом / О. А. Буславець, А. О. Квицинський, Л. Н. Кудаський [та ін.] // Енергетика та електрифікація. – 2013. – № 5. – С. 25–31.
6. Добровольська Л. Н. Електроощадні технології в електроенергетичних системах / Л. Н. Добровольська, В. В. Кулик, П. Д. Лежнюк. – Луцьк: Вежа-Друк, 2018. – 328 с.

Анотація

ПРИМЕНЕНИЕ SMART GRID ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ БАЛАНСИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ В ЛОКАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Буславець О. А., Лежнюк П. Д.

Рассмотрено задачу балансирования электроэнергии в локальной электрической системе с участием заявленного почасового графика генерирования возобновляемых источников электроэнергии.

Abstract

SMART GRID TECHNOLOGIES APPLICATION FOR BALANCING MODES IN LOCAL ELECTRIC SYSTEMS

O. Buslavets, P. Lezhniuk

The task of balancing electricity in the local electrical system with the participation of the stated hourly graph of generating renewable energy sources was showed.